

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.2.18-35>

УДК 622.276.031:550.822.3

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ОБРАЗЦОВ КЕРНА И КЕРНОВОЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Габдрахманов А.Т.

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

ANALYSIS OF RESEARCH RESULTS OF CORE SAMPLES AND CORE OIL USING STATISTICAL METHODS

A.T. Gabdrakhmanov

Almetyevsk State Oil Institute

E-mail: artur.t.gabdrakhmanov@gmail.com

Аннотация. Целью работы является оценка потенциала нефтебитумопродуктивности анализируемых отложений. Были проведены исследования 13 образцов керна из различных интервалов 4 скважин. В данной работе представлены результаты анализа состава и свойств углеводородов, выделенных из керна карбонатных и прилегающих к ним отложений с интервала 1631,2-1774,8 м. Анализ выполнен на основе результатов термогравиметрических, хроматографических и оптических исследований. Произведена обработка результатов с применением расчёта линейной и ранговой корреляции. Отмечается значимая взаимосвязь между значениями параметров, полученных в результате хроматографических исследований и лабораторных исследований по определению состава нефти и процессов, протекающих в них при нагревании по заданной программе, а также между результатами хроматографических и оптических исследований. Анализ показал значимый вклад легких фракций изоалканов и лёгких фракций нормальных алканов при термических преобразованиях, то есть в процессе хранения, доставки в лабораторию и при пробоподготовке не произошло существенной потери лёгких компонентов углеводородов кернавого материала. Не обнаружена корреляционная связь между оптическими и термическими методами, так как эти методы направлены на выявление различных запасов органического материала, которые также требуют применения различных методов воздействия при их разработке. Детальный анализ образцов с выявлением заметной потерей массы при термовоздействии и низкими величинами коэффициента светопоглощения позволяет выявить образцы горной породы с не

преобразованным в битумоиды органическим веществом. Полученные результаты позволяют оценить применимость как методов исследований, так и систем разработки с теми или иными технологиями воздействия на призабойную зону и межскважинный объём пласта.

Ключевые слова: *термогравиметрия, спектрофотометрия, хроматография, керн, керновая нефть, сланец, доломит, аргиллит, известняк, ранговая корреляция, линейная корреляция, шкала Чеддока*

Abstract. The aim of the work is to assess the potential of oil and bitumen productivity of the analyzed deposits. Research was conducted on 13 core samples from various intervals of 4 wells. This paper presents the results of an analysis of the composition and properties of hydrocarbons extracted from the core of carbonate and adjoining deposits from an interval of 1631.2-1774.8 m. The analysis is based on the results of thermogravimetric, chromatographic and optical studies. The results were processed using the calculation of linear and rank correlation. A significant relationship is noted between the values of the parameters obtained as a result of chromatographic studies and laboratory studies to determine the composition of oil and the processes that occur in them when heated according to a given program, as well as between the results of chromatographic and optical studies. The analysis showed a significant contribution of light fractions of isoalkanes and light fractions of normal alkanes during thermal transformations, i.e. during storage, delivery to the laboratory and sample preparation, there was no significant loss of light components of the core material hydrocarbons. No correlation was found between optical and thermal methods, since these methods are aimed at identifying various stocks of organic material, which also require the application of various methods of exposure in their development. A detailed analysis of the samples revealing a noticeable mass loss during thermal exposure and low values of the light absorption coefficient makes it possible to identify rock samples with organic matter that is not converted to bitumoids. The results obtained make it possible to assess the applicability of both research methods and development systems with various technologies for influencing the bottom-hole zone and inter-well volume of the formation.

Key words: *thermogravimetry, spectrophotometry, chromatography, core, core oil, shale, dolomite, mudstone, limestone, rank correlation, linear correlation, Cheddock scale*

Анализ выполнен на основе результатов термогравиметрических исследований насыщенного керна, хроматографических, оптических экспериментальных исследований выделенных из керна жидких углеводородов согласно методикам, приведённым в [1], с использованием методов математической статистики.

Были проведены исследования 13 образцов керна из различных интервалов в пределах 1631,2-1774,8 м. Анализируемые образцы принадлежат 4 скважинам: ***2, ***7, ***3, **1*. В табл. 1 приведены данные по анализируемым образцам керна в порядке возрастания глубины отбора.

Таблица 1

Основные сведения об анализируемых фрагментах керна

Номер образца	Номер скважины	Краткая литологическая характеристика	Фотография образца керна
1	2	3	4
23	***3	Кремнисто-известковая порода	
44	***3	Известняк кремнистый	
68	**1*	Известково-кремнистая порода	
71	***3	Доломит	

1	2	3	4
107	**1*	Аргиллит	
121	**1*	Доломит с кораллами	
51	***2	Сланец доломит- слюдистый	
47	***7	Кремнисто- известковая порода	
62	***2	Известково- кремнистая порода	
95	***2	Доломит с кораллами	

1	2	3	4
100	***2	Доломит с кораллами нефтенасыщен-ный	
71	***7	Доломит	
109a	***7	Аргиллит известковистый	

На термогравиметрическом анализаторе производилось определение процессов, протекающих в нефтенасыщенных образцах горной породы при нагревании по заданной программе с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы $\pm 1\%$ и с пределами допускаемой относительной погрешности измерения температуры, равными $\pm 1,5\%$. Возможный исследуемый интервал температур – от 30 до 770 °С. С использованием газожидкостного хроматографа с пламенно-ионизационным детектором исследования нефти были проведены с возможностью программно-задавать скорость нагрева до +250 °С/мин, с пределом детектирования 1,5 пг по (додекану).

Спектрофотометрические исследования были проведены на приборе с диапазоном 190-1100 нм. Пределы допускаемых значений абсолютной погрешности по шкале длины волны составляют $\pm 0,3$ нм, а пределы допускаемой абсолютной погрешности по коэффициенту пропускания $\pm 1\%$.

В процессе термогравиметрического анализа углеводородов образцы кернa были подвергнуты нагреву до 700 °С, зафиксирована потеря массы на нескольких стадиях термических процессов: первая стадия (до 100 °С) – испарение воды и легких компонентов; вторая (от 100 °С до 380 °С) – зона испарения легких углеводородов и зона низкотемпературного окисления; третья (от 380 °С до 500 °С) – образование кокса; четвертая стадия (от 500 °С до 700 °С) – зона высокотемпературного окисления [1]. Анализ данных показал, что наибольшие потери массы наблюдаются на четвертой стадии и составили в среднем 7,83 %. На третьей стадии потеря массы составляет в среднем для анализируемых образцов 5,29 %. А на второй стадии – 1,27 %. Наибольшая потеря массы наблюдалась у образцов №23 (31,51 %), №47 (44,34 %), №68 (43,84 %) (Табл. 2).

Из образцов были экстрагированы углеводороды, которые проанализированы хроматографическим и спектрофотометрическим способом. По хроматограммам рассчитаны следующие показатели: отношение содержания алканов изостроения к содержанию алканов нормального строения ($\Sigma i / \Sigma n$), П/Ф – отношение пристана к фитану; K_i - изопреноидный коэффициент; значение коэффициента В, характеризующего соотношение легких и тяжелых изоалканов; значение коэффициента D, характеризующего соотношение легких и тяжелых нормальных алканов. Хроматографические исследования показали отсутствие углеводородов в образцах кернa №44, №95, №109а, что согласуется с результатами спектрофотометрических исследований (Табл. 2).

В результате экспериментов были подобраны оптимальные концентрации растворов для анализа, чтобы полученные значения поглощения соответствовали рабочей области работы спектрофотометра, и проанализированы следующие оптические характеристики:

- коэффициенты светопоглощения при длинах волн 410 нм и 570 нм, коррелирующие с содержанием ванадилпорфиринов;
- коэффициенты светопоглощения при длинах волн 540 нм и 630 нм для возможности сравнительного анализа с другими исследованиями;
- соотношение поглощения при длине волны 465 нм к поглощению при 665 нм – D_{465}/D_{665} , характеризующее содержание асфальтенов [2-8];
- соотношение поглощения в ближней ультрафиолетовой к ближней инфракрасной области $(D_{440}D_{490})/(D_{590}D_{665})$, коррелирующее с содержанием ароматических соединений [2-8].

Полосы поглощения при длинах волн 410 нм и 570 нм, обнаруженные в результате спектрофотометрических исследований, например, в углеводородах образцов керна №23, №107, №110, №51, №62, №95, №100, свидетельствуют о наличии ванадилпорфиринов. Наиболее интересные результаты получены по образцам №71, №51, №62, №107, №121, №47, №71 (скв. ***7), №100, №68, содержащие наибольшее количество хромофорных соединений, растворимых в органическом растворителе (Табл. 2).

Важно отметить, что у доломитов и аргиллитов есть несогласование результатов термических исследований образца горной породы с оптическими характеристиками экстрагированных флюидов.

Для оценки возможной взаимосвязи между анализируемыми параметрами рассчитаны значения коэффициентов линейной корреляции и непараметрических коэффициентов корреляции, так как неизвестен характер распределений, а результаты каждого метода расчёта значимы для определённых условий. Величина коэффициента корреляции отражает силы связи. Были рассчитаны величины коэффициента линейной корреляции Пирсона и величины коэффициента ранговой корреляции Спирмена.

Таблица 2

Результаты количественного и качественного анализа углеводородов в проанализированных образцах кернов

Номер образца	№23	№44	№71 (СКВ. ***3)	№51	№62	№95	№107	№121	№47	№71 (СКВ. ***7)	№109a	№100	№68
Интервал	1631,2- 1637,2	1637,2- 1643,2	1643,1- 1649,2	1725,2- 1731,2	1731,2- 1737,2	1747,2- 1751,2	1654,2- 1660,2	1654,2- 1660,2	1726,1- 1732,1	1757,0- 1759,8	1771,8- 1774,8	1747,2- 1751,8	1642,2- 1648,2
I Испарение воды и легких компонентов, Δm_1 , (%)	0,01	0	0,01	0	0	0	0,05	0	0,08	0	0,79	0	0,02
II Зона испарения легких углеводородов и НТО, Δm_2 , (%)	3,49	0	0,48	1,86	0,89	0,01	1,28	0,46	3,15	0,92	0,69	0,04	3,19
III Зона образования кокса (ОК), Δm_3 , (%)	16,13	0	0,86	6,23	4,62	0,2	5,05	0,46	15,15	1,95	2,26	0,65	15,15
IV Зона ВТО Δm_4 (%)	11,88	3,29	3,25	4,93	5,88	2,95	2,9	3,31	25,56	4,26	4,15	4,01	25,48
Всего потери массы, (%)	31,51	3,29	4,6	13,02	11,39	3,16	9,28	4,23	44,34	7,13	7,89	4,7	43,84
Остаточная масса, (%)	68,49	96,71	96,4	86,98	88,61	96,84	90,72	95,77	55,66	92,87	92,11	95,3	56,16
B	7,88	0	4,73	6,71	11,71	0	12,08	2,96	6,87	3,21	0	3,46	26,49
D	1,46	0	1,06	1,76	3,2	0	1,67	0,5	1,57	0,78	0	0,57	4,22
$\Sigma i / \Sigma n$	0,95	0	0,66	0,63	0,56	0	0,75	0,52	0,77	0,5	0	0,59	0,92
П/Ф, усл.ед.	1,89	0	0,91	0,95	0,6	0	0,53	0,54	0,31	0,54	0	0,71	1,05
Ki	0,2	0	0,317	0,296	0,255	0	0,418	0,847	0,532	0,464	0	0,555	0,211
Ксп при 410, 1/см	2170	108	3959	15325	10499	483	1598	3059	15062	11191	198	2947	3055
Ксп при 540, 1/см	143	12	486	4759	1104	77	154	470	1777	1902	46	498	320
Ксп при 630, 1/см	46	4	193	1979	359	39	39	197	656	826	31	241	111
D465/D670	15,44	7	8,23	6,9	11,93	5,45	16	7,64	8,06	7,25	3	5,64	11,7
D440D490/(D590D670)	90,98	27,5	34,12	23,97	59,07	16,36	93,26	29,96	28,84	27,94	7,11	19,01	64,17

Для оценки силы связи коэффициента корреляции Пирсона была использована шкала Чеддока:

- при абсолютных значениях коэффициента корреляции 0,1-0,3 связь характеризуется как слабая;
- при абсолютных значениях коэффициента корреляции 0,3-0,5 связь характеризуется как умеренная;
- при абсолютных значениях коэффициента корреляции 0,5-0,7 связь характеризуется как заметная;
- при абсолютных значениях коэффициента корреляции 0,7-0,9 связь характеризуется как высокая;
- при абсолютных значениях коэффициента корреляции 0,9-1 связь характеризуется как весьма высокая.

Результаты оценки силы связи представлены в табл. 3.

Условием использования коэффициента линейной корреляции Пирсона является то, что сопоставляемые показатели измерены в количественной шкале, сравниваются только две случайные величины и полученные измерения показателей нормально распределены.

Существует ряд ситуаций, когда вычисление коэффициентов ранговой корреляции целесообразно при определении тесноты связи именно двух количественных признаков. Например, если связь двух количественных признаков имеет нелинейный (но монотонный) характер, если количество объектов в выборке невелико и т.д. Поэтому также используется коэффициент ранговой корреляции Спирмена. При уровне значимости $\alpha=0,05$ с использованием критических точек распределения Стьюдента была проверена значимость ранговой корреляционной связи.

В табл. 4 представлены результаты расчёта величин коэффициентов линейной корреляции между анализируемыми параметрами, имеющих абсолютные значения, большие 0,5. В табл. 5 представлены величины коэффициентов ранговой корреляции Спирмена, большие 0,5.

Таблица 3

Оценка тесноты линейной связи по шкале Чеддока (показаны результаты для величин более 0,5)

Анализируемые показатели	II Зона, Δm_2 , (%)	III Зона, Δm_3 , (%)	IV Зона, Δm_4 , (%)	Потери массы, (%)	B	D	$\sum i / \sum n$	П/Ф, усл.ед.	Ki	Ксп при 410 нм, 1/см	Ксп при 540 нм, 1/см	Ксп при 630 нм, 1/см	D465/D670
III Зона, Δm_3 , (%)	<u>Весьма высокая прямая</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Зона, Δm_4 , (%)	<u>Высокая прямая</u>	<u>Высокая прямая</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего потери массы, (%)	<u>Весьма высокая прямая</u>	<u>Весьма высокая прямая</u>	<u>Весьма высокая прямая</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B	Заметная прямая	Заметная прямая	Заметная прямая	Заметная прямая	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D	Заметная прямая	Заметная прямая	Заметная прямая	Заметная прямая	<u>Весьма высокая прямая</u>	-	-	-	-	-	-	-	-
$\sum i / \sum n$	<u>Высокая прямая</u>	<u>Высокая прямая</u>	Заметная прямая	Заметная прямая	<u>Высокая прямая</u>	Заметная прямая	-	-	-	-	-	-	-
П/Ф, усл.ед.	Заметная прямая	Заметная прямая					<u>Высокая прямая</u>	-	-	-	-	-	-
Ксп при 540 нм, 1/см										<u>Высокая прямая</u>	-	-	-
Ксп при 630 нм, 1/см											<u>Весьма высокая прямая</u>	-	-
D465/D670	Заметная прямая	Заметная прямая			Заметная прямая	Заметная прямая	<u>Высокая прямая</u>	Заметная прямая					-
D440D490/ (D590D670)	Заметная прямая	Заметная прямая			Заметная прямая	Заметная прямая	Заметная прямая	Заметная прямая					<u>Весьма высокая прямая</u>

Таблица 4

Значения коэффициентов линейной связи (показаны результаты для величин более 0,5)

Анализируемые показатели	II Зона, Δm_2 , (%)	III Зона, Δm_3 , (%)	IV Зона Δm_4 (%)	Потери массы, (%)	B	D	$\sum i / \sum n$	П/Ф, усл.ед.	Ki	Ксп при 410 нм, 1/см	Ксп при 540 нм, 1/см	Ксп при 630 нм, 1/см	D465/D670
III Зона образования кокса (OK), Δm_3 , (%)	<u>0,99</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Зона ВТО Δm_4 (%)	<u>0,83</u>	<u>0,87</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего потери массы, (%)	<u>0,94</u>	<u>0,96</u>	<u>0,97</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B	0,64	0,66	0,65	0,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D	0,63	0,64	0,62	0,64	<u>0,95</u>	-	-	-	-	-	-	-	-
$\sum i / \sum n$	<u>0,73</u>	<u>0,71</u>	0,54	0,64	<u>0,70</u>	0,69	-	-	-	-	-	-	-
П/Ф, усл.ед.	0,63	0,59					<u>0,81</u>	-	-	-	-	-	-
Ксп при 540 нм, 1/см										<u>0,86</u>	-	-	-
Ксп при 630 нм, 1/см											<u>1,00</u>	-	-
D465/D670	0,55	0,56			0,64	0,60	<u>0,70</u>	0,62					-
D440D490/ (D590D670)	0,55	0,56			0,64	0,58	0,67	0,63					<u>0,99</u>

Примечание: подчеркнуты величины коэффициента высокой и весьма высокой линейной корреляционной связи

Таблица 5

Значения коэффициента ранговой корреляции Спирмена, большие 0,5

Анализируемые показатели	I Зона, Δm_1 , (%)	II Зона, Δm_2 , (%)	III Зона, Δm_3 , (%)	IV Зона Δm_4 , (%)	Потери массы, (%)	B	D	$\sum i/\sum n$	П/Ф, усл.ед.	Ki	Ксп при 410 нм, 1/см	Ксп при 540 нм, 1/см	Ксп при 630 нм, 1/см	D465/D670
II Зона, Δm_2 , (%)	0,55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
III Зона, Δm_3 , (%)	0,60	<u>0,98</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Зона Δm_4 , (%)	-	0,71	0,72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего потери массы, (%)	0,57	<u>0,93</u>	<u>0,97</u>	<u>0,82</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B	-	<u>0,77</u>	<u>0,79</u>	-	<u>0,78</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D	-	<u>0,76</u>	<u>0,77</u>	0,54	<u>0,79</u>	<u>0,95</u>	-	-	-	-	-	-	-	-
$\sum i/\sum n$	-	<u>0,80</u>	<u>0,81</u>	-	<u>0,76</u>	<u>0,86</u>	<u>0,76</u>	-	-	-	-	-	-	-
П/Ф, усл.ед.	-	0,58	0,55	-	-	0,65	0,66	0,72	-	-	-	-	-	-
Ксп при 410, 1/см	-	-	-	0,52	-	-	0,60	-	-	0,59	-	-	-	-
Ксп при 540 нм, 1/см	-	-	-	-	-	-	0,54	-	-	0,67	<u>0,96</u>	-	-	-
Ксп при 630 нм, 1/см	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,65	<u>0,95</u>	<u>0,98</u>	-	-
D465/D670	-	0,58	0,56	-	-	<u>0,82</u>	0,69	0,73	-	-	-	-	-	-
D440D490/ (D590D670)	-	0,57	0,53	-	-	<u>0,81</u>	0,67	0,73	0,51	-	-	-	-	<u>0,99</u>

Примечание: подчёркнуты значимые величины ранговой корреляционной связи ($\alpha=0,05$)

При сравнении результатов расчёта значений линейной и ранговой корреляции можно обнаружить то, что в случае ранговой корреляции наблюдается большее количество показателей, имеющих заметную (и выше) корреляционную связь, что объясняется нелинейностью взаимосвязей между анализируемыми параметрами. Применение расчёта ранговой корреляции позволило выявить взаимосвязи там, где нет линейной зависимости. Поэтому, при анализе можно опираться на величины коэффициенты ранговой корреляции, сравнивая с результатами расчётов коэффициента линейной корреляции. В табл. 3-5 представлены также взаимосвязанные по физической природе показатели, поэтому прокомментируем связи между параметрами из разных групп.

Надо отметить, что величины потери массы в зоне испарения воды и легких компонентов (зона I) не имеют значимой корреляционной связи ни с одним из анализируемых параметров. Часто можно наблюдать значимую корреляционную связь параметров внутри одной группы – хроматографических, спектрофотометрических, но за исключением термических. Согласно результатам расчёта величин линейной корреляции, потеря массы в наибольшей степени связана с термическими процессами в IV зоне (потеря массы в среднем на 7,83 %), а также в III (потеря массы в среднем на 5,29 %). Результаты термических исследований показали значимые связи только между результатами второй и третьей зоны, а также их значимую связь с общей потерей массы (Табл. 5). Это связано с различными процессами, протекающими в других термических зонах. Наиболее отличающийся процесс, как по своей природе, так и по количественным результатам – испарение воды и легких компонентов в первой зоне термических процессов, что также подтверждено статистическим анализом. Термические процессы во II и III зонах связаны в большей степени с преобразованиями изосоединений. Но это – среднестатистические данные по всем образцам. Детальный анализ

образцов с выявлением заметной потерей массы при термовоздействии и низкими величинами коэффициента светопоглощения позволяет выявить образцы горной породы с не преобразованным в битумоиды органическим веществом, например, образец №23 кремнисто-известковой породы. Это отложения, требующие применения систем разработки с техногенным преобразованием органического материала.

Оптические методы исследований керновых углеводородов позволили установить значимую прямую корреляционную связь между величинами спектрального коэффициента D_{465}/D_{670} и коэффициента B , характеризующего соотношение легких и тяжелых изоалканов. Наблюдается высокая прямая связь между величиной спектрального коэффициента D_{465}/D_{670} и отношения содержания алканов изостроения к содержанию алканов нормального строения (коэффициент линейной корреляции 0,70, а ранговой 0,73). То же выявлено при анализе связи коэффициента $D_{440}D_{490}/(D_{590}D_{670})$ и отношения содержания алканов изостроения к содержанию алканов нормального строения, но в чуть меньшей степени (0,67 и 0,73 соответственно).

Вследствие того, что к началу анализа образцы керна некоторое время находились на контакте с воздухом, и большая часть легких углеводородов могла испариться к началу анализа в процессе продолжительного пребывания в кернохранилище, а оставшаяся часть могла в той или иной мере окислиться, наибольшую потерю массы при термических исследованиях показал образец №68 с наибольшим содержанием легких компонентов, как изоалканов, так и нормальных алканов. Анализ показал значимый вклад более легких фракций изоалканов и более лёгких фракций нормальных алканов относительно тяжёлых при термических преобразованиях, хотя отсутствуют потери массы в первой термической зоне испарения воды и пентанов, гексанов. То есть, в процессе хранения, доставки в лабораторию и при пробоподготовке не произошло

существенной потери относительно лёгких компонентов углеводородов пустотного пространства кернового материала, кроме петролейной фракции.

Исследования показали, что используемые методы эффективны для анализа различных типов органического материала, один тип исследований не может заменить применение другого – есть необходимость именно в проведении комплексных работ. Отмечается значимая взаимосвязь между показателями, полученными в результате хроматографических исследований и лабораторных исследований по определению состава нефти и процессов, протекающих в них при нагревании по заданной программе, а также между результатами хроматографических и оптических исследований. Это показывает взаимозависимость элементов пластовой системы. Не обнаружена корреляционная связь между оптическими и термическими методами, так как эти методы направлены на выявление отложений органического материала различного типа. Это объекты, для которых необходимы различные методы воздействия на пластовую систему при разработке. Оптические методы в ближней инфракрасной, ближней ультрафиолетовой и видимой области спектра экспрессные и интегральные, а хроматографические – методы на основе разделения компонентов. Оптические и хроматографические методы определяют растворимые в органическом растворителе битуминоиды, а термические методы – в том числе органический материал, не преобразованный в углеводороды. В результате проведённых исследований был раскрыт потенциал нефте-битумопродуктивности тех или иных отложений с определением перспективных методов добычи.

Список литературы

1. Насыбуллин А.В., Гарипова Л.И. Методика определения состава углеводородов и процессов протекающих в них при нагревании по заданной программе//04-12-ФЗП 0019-1 ПМТСН. – Альметьевск, 2018. – 15 с.

2. Патент РФ № 2568450 C1, 20.11.2015.
3. Гуськова И.А., Габдрахманов А.Т., Рыбаков А.А. Способ разработки нефтяного месторождения // Патент России № 2568450 C1. 2015. Заявка № 2014117999/03 от 05.05.2014.
4. Gabdrakhmanov A., Gus'kova I. Optical methods for assessing recovered oil properties change caused by injection of multipurpose complex agent // В сборнике: 11th International Multidisciplinary Scientific Geoconference and EXPO - Modern Management of Mine Producing, Geology and Environmental Protection, SGEM 2011. – Albena, 2011. – pp.1259-1264.
5. Габдрахманов А.Т. Анализ изменения свойств нефти и попутной воды при разработке месторождения с применением заводнения в сочетании с МУН. – Отчет о НИР № 0002/55/43 от 01.01.2014 (ОАО "Татнефть"). – 2013–148 с.
6. Габдрахманов А.Т. Создание методов комплексного контроля за выработкой запасов нефти на поздней стадии разработки месторождения в условиях интегрированного применения технологий. – Отчет о НИР № 6-15/Г от 04.02.2015 (Альметьевский государственный нефтяной институт). – 2014–64с.
7. Габдрахманов А.Т. Изучение изменения оптических характеристик углеводородов для оценки возможности подпитки углеводородами из глубин Земли // Материалы Международной научно-практической конференции «Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента». – Казань, 2019. – С.168-171.
8. Хисамов, Р.С. Сравнительный анализ неоднородности состава и свойств сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения на основе экспериментальных исследований / Р.С. Хисамов, И.А. Гуськова, А.Т. Габдрахманов, В.А. Саяхов, Е.С. Охотникова // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 10. – С. 48-52
9. Габдрахманов А.Т. Контроль процессов воздействия на пласты на основе метода комплексного анализа спектров видимого оптического поглощения нефти: Автореф. дисс. канд. техн. наук. – Бугульма, 2011. – 25с.

References

1. A.V. Nasybullin, L.I. Garipova *Metodika opredeleniya sostava uglevodorodov i processov protekayushchih v nih pri nagrevanii po zadannoj programme* [Technique for determination of hydrocarbon assay and processes occurring in hydrocarbons at elevated temperatures]. Almet'yevsk, 2018, 15 p (in Russian)
2. RF Patent No. 2568450 C1, 20.11.2015.
3. I.A. Guskova, A.T. Gabdrakhmanov, A.A. Rybakov *Sposob razrabotki neftyanogo mestorozhdeniya* [Oil recovery method]. RF Patent No. 2568450 C1, 2015. Appl. No.2014117999/03 dated 05.05.2014. (in Russian)
4. A.T. Gabdrakhmanov, I.A. Guskova Optical methods for assessing recovered oil properties change caused by injection of multipurpose complex agent. 11th International Multidisciplinary Scientific Geoconference and EXPO: Modern Management of Mine Producing, Geology and Environmental Protection, SGEM 2011. Albena, 2011. pp. 1259-1264.

5. A.T. Gabdrakhmanov *Analiz izmeneniya svoystv nefi i poputnoj vody pri razrabotke mestorozhdeniya s primeneniem zavodneniya v sochetanii s MUN* [Analyzing change of oil and produced water properties during waterflooding combined with enhanced oil recovery methods]. Research report No. 0002/55/43 dated 01.01.2014 (PJSC TATNEFT), 2013, 148 p. (in Russian)
6. A.T. Gabdrakhmanov *Sozdanie metodov kompleksnogo kontrolya za vyработкой zapasov nefi na pozdnej stadii razrabotki mestorozhdeniya v usloviyah integrirovannogo primeneniya tekhnologij* [Development of integrated oil reserve recovery monitoring techniques for mature fields under combined application of technologies]. Research report No.6-15/G dated 04.02.2015 (Almetyevsk State Petroleum Institute). 2014, 64 p. (in Russian)
7. A.T. Gabdrakhmanov *Izuchenie izmeneniya opticheskikh harakteristik uglevodorodov dlya ocenki vozmozhnosti podpitki uglevodorodami iz glubin Zeml* [Studying changes of hydrocarbon optical properties to assess potential recharging with abyssal hydrocarbons]. Proceedings of International research-to-practice conference: Hydrocarbon and mineral resources potential of crystal basement. Kazan, 2019, pp. 168-171 (in Russian)
8. R.S. Khisamov, I.A. Guskova, A.T. Gabdrakhmanov, V.A. Sayakhov, E.S. Okhotnikova *Sravnitel'nyj analiz neodnorodnosti sostava i svoystv sverhvyazkoj nefi Ashal'chinskogo mestorozhdeniya na osnove eksperimental'nyh issledovaniy* [Comparative study of different compositions and properties of heavy oil from the Ashalchinskoye field based on experimental research]. Neftyanoye Khozyaistvo, 2019, No.10, pp.48-52 (in Russian)
9. A.T. Gabdrakhmanov *Kontrol' processov vozdejstviya na plasty na osnove metoda kompleksnogo analiza spektrov vidimogo opticheskogo pogloshcheniya nefi* [Monitoring formation stimulation processes by integrated analysis of oil apparent optical absorption spectra]. Abstract of a thesis. Bugulma, 2011, 25 p (in Russian)

Сведения об авторах

Габдрахманов Артур Тагирович, кандидат технических наук, доцент,
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г. Альметьевск,
Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: artur.t.gabdrahmanov@gmail.com

Authors

A.T. Gabdrakhmanov, Ph.D., Associate Professor, State educational institution of higher
professional education «Almetyevsk State Oil Institute», Almetyevsk, Republic of Tatarstan,
Russian Federation
E-mail: artur.t.gabdrahmanov@gmail.com

Габдрахманов Артур Тагирович
423450, Российская Федерация, Республика Татарстан
г. Альметьевск, ул. Ленина, 2
Тел.: +7 950 314 57 51
Email: artur.t.gabdrahmanov@gmail.com